



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
"CAMILO CIENFUEGOS"
FACULTAD DE INGENIERIAS QUÍMICA – MECANICA.**

MONOGRAFÍA

ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE EL CICLO RANKING DE UN CICLO COMBINADO: UN ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

MsC. Yoney López Hervis¹

MsC. Leiby Montes de Oca Rodríguez¹

MsC. Yudelkys Díaz Reyes¹

Dr. C. Félix J. Domínguez¹

Dr. C. Angel Tápanež²

¹Departamento de Química e Ingeniería Química.

² ENERGAS SA

Noviembre, 2007

INTRODUCCIÓN

A pesar de la búsqueda de nuevas fuentes de energía, en la actualidad, gran parte de la producción de energía eléctrica se basa en los combustibles fósiles, que podemos llamar convencionales, y se han investigado vías para mejorar la eficiencia de estos sistemas.

Hoy en día, los sistemas que son más eficientes y pueden utilizar combustible alternativo han permitido mantener los niveles de generación de electricidad ante el alza de los precios y la incertidumbre del suplemento de combustible. Además, al disminuir el consumo de combustible, mediante la cogeneración se disminuye la emisión de contaminantes al ambiente. Por esta razón, los gobiernos de Europa, USA, el sudeste asiático y Japón han jugado un papel significativo en el aumento del uso de la cogeneración. [60] [39]

Uno de los ejemplos más usados de cogeneración es la generación de potencia eléctrica y calor; donde el calor puede ser usado para generar vapor, agua caliente o para enfriamiento en enfriadores por absorción. [25]

En Cuba, tras la crisis de los 90's, debido a la desaparición de la URSS y el Comité de Ayuda Mutua Económica (CAME), las importaciones de combustibles desde este bloque económico al país se vieron sensiblemente afectadas, reflejándose esencialmente en la producción de electricidad. Esto trajo como consecuencia que se comenzaran a estudiar y utilizar inmediatamente otras fuentes de generación de energía. Este es el caso de las conocidas como *energías renovables*: la energía solar, la energía eólica, la energía hidráulica, entre otras. De las cuales, la más empleada es la energía solar. [10] [4]

El estudio del empleo de otros combustibles derivó en la implantación en nuestro país de algunos cambios en las centrales termoeléctricas que permitieran obtener electricidad a partir del petróleo crudo nacional, el cual contiene un elevado por ciento de azufre y derivados. Paralelamente a esto, se comienza a manejar la idea de producir electricidad a partir del gas acompañante del petróleo (gas natural) – gran parte se emitía a la atmósfera – aprovechándose muy poco para el consumo como combustible doméstico. Debido a esto, se comienzan a emplear, en colaboración con la compañía canadiense SHERRITT S.A., tecnologías capaces de emplear el gas natural para la producción de electricidad desde el mismo principio de los 90s.

Actualmente se cuenta con cuatro plantas de este tipo, dos ubicadas en la provincia de Matanzas – municipio Varadero – y las otras en la provincia de La Habana. De ellas, el ciclo combinado de Varadero y los ciclos de turbinas de gas de Boca de Jaruco se encuentran conectados al Sistema Electroenergético Nacional.

El ciclo combinado de turbinas de gas de Varadero (CCGT, del inglés: *Combined Cycle Gas Turbine*) – única de su tipo en el país – produce, en condiciones estándar de diseño, 199, 43 MW.

1.1 – Caracterización de los Sistemas de Cogeneración.

El sistema, que produce energía útil por diferentes formas, usando la energía del combustible de tal manera que la eficiencia global del sistema sea elevada, puede ser clasificado como *Sistema de Cogeneración*.

Una selección apropiada de la configuración del sistema de cogeneración, como las configuraciones básicas descritas debajo [32] [34], hace factible la producción de energía eléctrica y/o energía térmica.

Estos sistemas son:

- Sistemas de cogeneración basados en Turbina de Gas.
- Sistemas de cogeneración basados en Turbina de Vapor.
- Sistemas de cogeneración basados en la combinación de Turbinas de Gas y Vapor.
- Sistemas de cogeneración basados en Motores Reciprocantes.

Los sistemas de cogeneración más usados en las plantas de procesos químicos son los basados en las turbinas de vapor, las turbinas de gas o la configuración que combina las turbinas de gas y vapor. Estas configuraciones son ampliamente aceptadas por las industrias debido a su histórica fiabilidad y su fácil disponibilidad comercial. [25] [39] [7] [9]

1.1.1 – Sistemas de cogeneración basados en Turbinas de Vapor, ciclo Rankine.

En las centrales clásicas la energía de la combustión se transfiere a un circuito cerrado agua – vapor, en el que la temperatura superior del ciclo corresponde a la temperatura del vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina (530 – 600 °C), y la temperatura inferior viene dada por la temperatura ambiente del agua de refrigeración empleada en el condensador. Los rendimientos netos son del 35 – 37 %, con un limitado potencial de mejora, que se basa en el desarrollo de materiales especiales que soporten condiciones más extremas del vapor.

Estos sistemas trabajan sobre el principio del ciclo Rankine. En este ciclo, el combustible es primeramente quemado en una caldera que genera vapor a alta presión con determinados parámetros. El vapor así producido es expandido en una turbina de vapor para producir potencia mecánica,

electricidad y vapor de baja presión. La turbina de vapor puede ser de contrapresión, con extracción de condensado y con extracción a contrapresión, dependiendo de los diferentes parámetros a los que se requiera el vapor en un proceso químico en particular. Las máximas pérdidas de calor ocurren por el rechazo de calor en el condensador. El vapor así extraído puede ser aprovechado en otras etapas del proceso o para calentar el agua de alimentación al generador de vapor. En este tipo de configuración se logra una eficiencia global entre un 70 – 85 %.

La selección de la turbina de vapor para una aplicación de cogeneración en particular depende de la demanda de vapor del proceso, de los parámetros de presión y temperatura, la carga eléctrica que será manejada, las variaciones en la demanda de vapor y potencia, esencialmente de vapor para proceso, etc. Los sistemas de cogeneración basados en turbinas de vapor pueden operar con una gran variedad de combustible fósil como el carbón, diesel, fuel oil, gas natural o combustibles no convencionales como el biogás, bagazo, residuos urbanos, etc. De ahí que la flexibilidad de estos sistemas sea excelente. [27]

Sin embargo, esta configuración no es recomendada para instalaciones pequeñas pues son más caras y necesitan mantenimiento frecuente. Además, no es factible adoptar este sistema si la industria química está cerca de un área poblada, pues se convertirá en el mayor aportador a la contaminación ambiental en función del tipo de combustible usado. [21]

El sistema de cogeneración basado en turbina de vapor comparado con el de turbina de gas es ideal para industrias de procesos químicos donde la demanda de vapor sea relativamente alta, dado que los sistemas de cogeneración basados en turbinas de gas proporcionan un mejor funcionamiento con combustible “limpio” como el gas natural o hidrocarburos líquidos libres de cenizas como la nafta. Con otro tipo de combustible, se hacen más frecuentes las limpiezas y el mantenimiento. El rendimiento de vapor puede mantenerse acudiendo a un combustible suplementario que se quema en el generador de vapor [6].

Los quemadores para este combustible son instalados en el conducto de salida de los gases entre la turbina de gas y el generador de vapor y son diseñados para habilitar al generador de vapor para mantener el máximo de rendimiento de vapor, incluso cuando la turbina de gas no está totalmente cargada. Este sistema asegura una gran flexibilidad en el diseño y operación de la planta, pues será posible variar ampliamente la proporción de vapor para impulsar las cargas sin afectar mucho la eficacia de la planta global. [5]

Uno de los parámetros fundamentales en una central termoeléctrica es la eficiencia o rendimiento, [23] [31] que indica la parte de la energía del combustible que se transforma de forma efectiva en energía eléctrica.

Según Lazareto, Cziela, Tsatsaronis y Gao, 2006, [51] [11] la importancia de desarrollar centrales con una mayor eficiencia se fundamenta en:

- Reducir costos por un menor consumo específico de combustible.
- Reducir el impacto medioambiental, puesto que se minimiza la emisión de contaminantes por kWh producido.
- Preservar recursos de combustibles limitados (gas natural, petróleo, carbón).

En las centrales térmicas la electricidad se genera por la expansión de un fluido a alta presión y temperatura en turbinas, que transmiten su movimiento a los generadores de corriente eléctrica. De esta forma el rendimiento viene determinado por la relación entre las temperaturas máxima y mínima en el proceso o ciclo termodinámico, de manera que cuanto más extremas sean estas condiciones mayor es el rendimiento.

El mayor desarrollo ha sido el sistema de ciclo de vapor con quemadores adicionales, donde los gases se introducen al Generador de Vapor de Recuperación de Calor (HRSG, del inglés: *Heat Recovery Steam Generator*) a una temperatura máxima de 750°C. [48] [25]

En el HRSG es donde la energía rechazada en la turbina de gas es transferida al agua para producir vapor. Existen muchas configuraciones de estos generadores de vapor. Estas unidades están a su vez divididas en diferentes secciones: precalentador de agua (economizador), evaporador y una o dos etapas de sobrecalentamiento; por tanto, el vapor que va a la turbina de vapor es sobrecalentado. [17]

La cantidad de agua de reposición añadida al sistema es un factor a considerar puesto que el agua está completamente saturada con oxígeno. Si la cantidad de agua de reposición es menor que el 25% del vapor de escape de turbina, debe realizarse la deaereación. [13]

El economizador es utilizado en el sistema para precalentar el agua hasta cerca de su punto de saturación. Si este equipo no está bien diseñado puede generarse vapor, lo cual bloquearía el flujo. Para prevenir que esto ocurra el agua de alimentación sale ligeramente subenfriada. La diferencia entre la temperatura de saturación y la temperatura de salida del economizador se conoce como aproximación

de temperatura (*Approach Point*). Esta aproximación se mantiene tan pequeña como sea posible (entre 5.5 – 11°C). [41]

Otro parámetro importante es la diferencia de temperaturas entre las temperaturas de salida del vapor y el gas en el evaporador. Esta diferencia es conocida como punto de “pliegue” (*pinch point*). Idealmente, mientras más pequeño sea el punto de *pinch* más calor se recupera, pero se necesita un área de transferencia de calor mayor y, consecuentemente, se incrementa la contrapresión y el costo. Además, un *pinch point* muy bajo podría no garantizar la producción de vapor requerida. Generalmente se recomienda un rango entre 8 – 22 °C. La decisión, por supuesto, será económica.

La turbina de vapor en la mayoría de las plantas esta dividida, como mínimo, en dos secciones: la sección de Alta Presión (HP) y la sección de Baja Presión (LP). El HRSG esta dividido a su vez en función de la turbina de vapor. El funcionamiento de la LP está fijado por la contrapresión del condensador, lo cual es función del enfriamiento y las incrustaciones.

La eficiencia del ciclo de vapor de estas plantas se encuentra entre 30 – 40%. [27]

En una planta de ciclo combinado, las altas presiones del vapor no necesariamente se traducen en alta eficiencia térmica. Expandir el vapor a muy alta presión puede causar un incremento en el contenido de humedad a la salida de la turbina. Este incremento crea erosión y problemas de corrosión en las etapas de la turbina. Para estas configuraciones se recomienda un contenido de humedad de alrededor de un 10% (90% de calidad del vapor). [61]

En estos momentos existe un número considerable de turbinas de vapor en plantas de cogeneración con presiones iniciales de vapor en el rango entre 8.63 y 10 MPa con temperaturas de 482 a 510 °C. [40]

1.2– Métodos termodinámicos y económicos para la evaluación de Sistemas Energéticos.

Uno de los objetivos de la termodinámica es establecer criterios generales con que juzgar la precisión del diseño y el funcionamiento de los sistemas industriales en los que la energía juega un papel importante. Por lo tanto, a la hora de analizar procesos como la síntesis de un producto químico, la producción de electricidad en una central térmica o la refrigeración y licuación de gas natural, entre otros, debemos plantearnos en primer lugar la interrogante de cómo discernir su eficiencia. [40] [53]

El análisis termodinámico constituye una herramienta muy útil en las industrias [19] [21] [43]. Los fundamentos de la termodinámica fueron profundizados en el siglo XIX cuando debido al desarrollo de

las máquinas térmicas, se planteó la necesidad de estudiar las leyes de la transformación del calor en trabajo. [1] [40]

Pero más tarde el método termodinámico saltó los límites de la termotecnia y halló amplia aplicación en muchas ramas de la física, química y otras ciencias. Con el segundo principio de la termodinámica, se puede predecir en qué dirección pueden transcurrir las diversas transformaciones físicas y químicas en unos u otros sistemas.

Existen cuatro métodos fundamentales para el análisis de las transformaciones de energía:

1. Energético
2. Análisis Pinch
3. Exergético
4. Exergoeconómico

1.2.1 – Método Energético.

El concepto de la energía fue empleado en la mecánica en el siglo XVII limitado a lo que hoy conocemos como energía cinética y potencial. Sin embargo, los análisis que fueron efectuados en aquella época no podían abordar procesos con fricción o rozamiento puesto que desconocían la relación existente ante el trabajo y el calor. [52] [60] [22]

Los postulados para un análisis energético están vinculados con la primera ley de la termodinámica y ésta establece que *la energía no se crea ni se destruye solamente se conserva*. La cantidad total de energía que entra a un sistema debe ser exactamente igual a la que sale más cualquier aumento dentro del sistema. La formulación matemática de este principio se denomina balance de energía, que unido a un balance de materia es de capital importancia en problemas de diseño y operación de procesos. [24] [56]

El primer principio de la termodinámica es una generalización que se fundamenta en resultados obtenidos de innumerables experimentos [33] [3]. Después de que por los trabajos de Joule y otros científicos quedó establecida la equivalencia entre el calor y el trabajo, como formas de transmisión de la energía, el principio se extendió a otras formas de energía y de ahí comenzó a llamarse ley de la conservación y transformación de la energía. [30] [60]

Desde el punto de vista cuantitativo se establece que la energía de un sistema es una función unívoca de su estado y este valor se mantiene constante en todos los procesos en un sistema y solo puede ser convertido de una forma a otra de acuerdo a una rigurosa relación cuantitativamente equivalente. Precisamente la expresión matemática de esta ley, *expone la relación cuantitativa entre el calor, Q, y el trabajo, W, y define la energía interna, U, como una propiedad del sistema.*

$$Q = \Delta U + W \quad (1.1)$$

El calor y el trabajo son las dos formas en las que la energía puede atravesar los límites o fronteras del sistema.

Este principio no limita cualquier conversión de energía de una forma a otra ni tampoco restringe la posibilidad de que un proceso pueda realizarse. [16]

1.2.2 – Análisis *Pinch*

La tecnología *Pinch* es una metodología sistemática que se utiliza para el diseño integrado de plantas de proceso, basada en la identificación del mínimo consumo de energía necesaria. Considera al mismo tiempo las necesidades de energía y costos. Se puede aplicar tanto a nuevos diseños como a plantas existentes. [18]

Actualmente esa técnica incluye su aplicación para el diseño óptimo, aplicando la Primera Ley de la Termodinámica, de sistemas de recuperación de calor, sistemas de separación, sistemas de generación de calor y potencia, sistemas de servicios auxiliares y complejos industriales.

La tecnología *Pinch* consta de una secuencia de procedimientos básicos que conducen al diseño de una red de intercambiadores optimizada energéticamente [14] [47], y se fundamenta en que el *Pinch* o *contracción* divide cualquier proceso en dos partes termodinámicamente independientes. [37] [30] [36]

Si se escoge un valor más pequeño de la $\Delta T_{MÍN}$, las curvas pueden acercarse de forma que los focos energéticos decrecen. Sin embargo, el punto de acercamiento más estrecho entre las curvas establece un límite definido incluso si $\Delta T_{MÍN} = 0$ y para un valor pequeño el calor recuperado es mayor, necesitando así un área de transferencia de calor mayor y esto incurre sobre los costos. Pero para el caso en que se trabaje con un valor mayor que éste, el calor recuperado es menor y el área de transferencia de calor es menor [36] [28].

1.2.3 – Método exergético

Aunque el método de la exergía es considerado a menudo un nuevo método para analizar sistemas de energía [15] [57] [44], el análisis fue introducido en el siglo pasado con la formulación matemática del segundo principio de la termodinámica [20]. Las contribuciones hacia el concepto de exergía son debidas a R. Clausius en 1865, P.G. Tait en 1868, W. Thomson y principalmente a J.W. Gibbs en 1873 y J.C. Maxwell en 1875. [52]

El desarrollo moderno del análisis de exergía fue inicializado por F. Bosnjakovic en Europa y J.H. Keenan en los Estados Unidos. El lema clásico “lucha contra la irreversibilidad” por F. Bosnjakovic marcó el inicio de este desarrollo.

Se entiende por **exergía** *la capacidad máxima de trabajo útil que puede obtenerse de un sistema en un determinado estado*. La exergía de un portador de energía es una propiedad termodinámica que depende del estado del portador considerado y el estado del medio. El concepto de la exergía resulta ser muy cómodo para analizar el grado de perfeccionamiento termodinámico de cualquier aparato térmico y tiene la ventaja de poder aplicarse a procesos químicos, de combustión, bioquímicos, físicos, etc. [3] [56] [49] [45]

La magnitud de la exergía de una corriente depende del medio ambiente de referencia definido, simbolizado por el subíndice 0. Su definición es de vital importancia para los análisis [3]. Es importante subrayar que este método permite formar juicio acerca del grado de reversibilidad de los procesos que tienen lugar en él.

La exergía puede ser destruida y generalmente no es conservada. La destrucción de exergía usualmente representa la mayor parte de la energía gastada. La otra parte de la energía gastada es la exergía perdida. Tanto la exergía destruida como la exergía perdida son identificadas a través de un análisis de exergía (análisis por la segunda ley de la termodinámica). La exergía destruida es el resultado directo de las irreversibilidades en un proceso y representa el gasto real de energía que no puede ser identificado a través de un balance de energía. [59] [8] [46]

La segunda ley de la termodinámica, complementa y mejora los balances de energía al permitir tanto el cálculo del valor termodinámico verdadero de un portador energético como las ineficiencias termodinámicas y las pérdidas reales de un proceso, basado en ello el concepto de exergía es extremadamente útil. [26] [38] [2] [42]

1.2.4 – Método Exergoeconómico o Termoeconómico

La exergía no es solo una medida del valor termodinámico de un portador, sino que también está estrechamente relacionada con su valor económico ya que el potencial de una corriente para producir trabajo tiene un determinado valor económico.

Los métodos de análisis que combinan las consideraciones termodinámicas y las económicas se agrupan bajo el término de *termoeconomía o exergoeconomía*.

El desarrollo moderno de la termoeconomía fue iniciado por M. Tribus y R.B. Evans en el año 1950 en la Universidad de California, Los Ángeles y por E.F. Obert y R.A. Gaggioli en la Universidad de Wisconsin, Madison. La idea de asignar un costo para la unidad de exergía de una corriente y formular los balances de costo de un sistema de energía, constituye la base del método. [56] [54] [58] [11] [51] [46], por lo que se puede definir que la termoeconomía es la rama de la ingeniería que combina los principios del análisis exergético y de la economía, para brindar una información no disponible a partir de los análisis convencionales de energía y evaluación económica, pero crucial para el ingeniero en un sistema sensible a los costos.

Los objetivos del análisis termoeconómico pueden ser: (a) calcular separadamente los costos de los productos generados en sistemas con más de un producto, (b) comprender el proceso de formación de costos y su flujo en un sistema y (c) optimizar las variables específicas o el sistema en general. [29] [12] [55]

La contabilidad en una empresa está relacionada fundamentalmente con la determinación de los costos reales de los productos y los servicios proporcionando una base racional para precisar las mercancías y los servicios, brindando medios para localizar y controlar los gastos y proporcionando información sobre la cual puedan sustentarse las decisiones.

Esto frecuentemente requiere del uso de los balances de costo, en un análisis económico convencional, generalmente se formula un balance de costo para el sistema completo operando en estado estacionario. [35]

Para cálculos de evaluación del funcionamiento de un sistema, el capital invertido se trata como un costo oculto, por lo que no debe tenerse en cuenta en el análisis. [3]

Como la exergía es una medida del verdadero valor termodinámico de tales efectos, es significativo usar la exergía como una base para asignar costos en un sistema térmico [50]. La termoeconomía descansa sobre la noción de que la exergía es la única base racional para asignar costos a las

interacciones que experimenta un sistema térmico con sus alrededores y a las fuentes de ineficiencia dentro de él.

Tsatsaronis [52] fue el primero en utilizar este procedimiento para la evaluación de los costos monetarios de los flujos internos y productos de una planta compleja.

En el balance de costo no hay ningún asociado directamente con la exergía destruida; sin embargo, éste afecta directamente al costo de los productos. Con un valor de costo constante asociado a las corrientes fuel (C_F), mientras mayor es la destrucción de exergía, menor será el flujo exergético. Un análisis exergoeconómico consiste en:

- Un análisis de exergía detallado
- Un análisis económico a nivel de componente (equipo)
- Asignación de costos exergéticos
- Evaluación exergoeconomía a nivel de componente

Los objetivos de este análisis son:

- Identificar el lugar, magnitud y fuente de las pérdidas reales termodinámicas (gasto energético) en un sistema de energía (exergía destruida y pérdidas de exergía).
- Calcular el costo asociado con la destrucción de exergía y pérdida de exergía.
- Estimar el costo de producción de cada producto en un sistema
- Facilitar estudios de factibilidad y de optimización durante el diseño de un sistema o de mejoramiento de uno existente.

Bibliografía.

1. Annamalai, K., Puri, I.K. *Advanced Thermodynamics Engineering*. Boca Ratón, FL (USA): CRC Press, 2002, 0-8493-2553-6.
2. Araujo, A. B.; Brito, R. P.; Vasconcelos, L. S. "Exergetic analysis of distillation processes-A case study", 2007, vol. 32, no. 7, pp. 1185 - 1193.
3. Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M. *Thermal Design and Optimization*. New York: John Wiley, 1996, 0-471-58467-3.
4. Bértiz P.L, M. E. "Cuba y las fuentes renovables de energía". *Energía y Tu. CUBASOLAR*

14. Dinçer, S. Ö. "Application for pinch design of heat exchanger networks by use of a computer code employing an improved problem algorithm table". *Energy Conversion and Management*, 2001, vol. 42, no. 18, pp. 2043 - 2051.
15. Ebadi, M. J.; Gorji-Bandpy, M. "Exergetic analysis of gas turbine plants". *Internacional Journal Exergy*, 2005, vol. 2, no. 1, pp. 31 - 39.
16. Espinosa, R.; Ezquerro, Y.; Castellanos, J. "Análisis de algunos índices del trabajo energético en centrales azucareros". *Centro Azúcar*, 2004, vol. No. 2 abril - junio, pp. 15 - 21.
17. Franco, A.; Giannini, N. "A general method for the optimum design of heat recovery steam generators". *Energy*, 2006, vol. 31, pp. 3342 - 3361.
18. Geldermann, J.; Treitz, M.; Rentz, O. "Integrated technique assessment based on the pinch analysis approach for the design of production networks". *European Journal of Operational Research*, 2006, vol. 171, no. 3, pp. 1020 - 1032.
19. Gunerhan, H.; Hepbasli, A. "Exergetic modeling and performance evaluation of solar water heating systems for building applications". *Energy & Buildings*, 2007, vol. 39, no. 5, pp. 509 - 516.
20. Gupta, A.; Das, S. K. "Second law analysis of crossflow heat exchanger in the presence of axial dispersion in one fluid". *Energy*, 2007, vol. 32, no. 5, pp. 664 - 672.
21. Hammond, G. P. "Industrial energy analysis, thermodynamics and sustainability". *Applied Energy*, 2007, vol. 84, no. 7, pp. 675 - 700.
22. Hepbasli, A.; Utlu, Z.; Akdeniz, R. C. "Energetic and exergetic aspects of cotton stalk production in establishing energy policies". *Energy Policy*, 2007, vol. 35, no. 5, pp. 3015 - 3024.
23. Hernández, L. e. a. "Métodos simplificados para calcular los rendimientos de generadores de vapor". Matanzas (Cuba): Universidad de Matanzas, 2006.
24. Himmelblau, D. M. *Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química*. Sexta Edición Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A, 1997, 968-880-802-4.
25. Horlock, J. H. *Advance Gas Turbine Cycles*. First edition, 2003, Elsevier Science Ltd, 0-08-044273-0.
26. Hotz, N.; Lee, M. T.; Grigoropoulos, C. P.; Senn, S. M.; Poulikakos, D. "Exergetic analysis of fuel cell micropowerplants fed by methanol". *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2006, vol. 49, no. 15, pp. 2397 - 2411.

27. Huangfu, Y.; Wu, J. Y.; Wang, R. Z.; Kong, X. Q.; Wei, B. H. "Evaluation and analysis of novel micro-scale combined cooling, heating and power (MCCHP) system". *Energy Conversion and Management*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 1703 - 1709.
28. Kawari, M. E. "Pinch technology: an efficient tool for chemical-plant energy and capital-cost saving". *Applied Energy*, 2000, vol. 65, no. 1-4, pp. 45 - 49.
29. Kazim, A. "Exergoeconomic analysis of a PEM fuel cell at various operating conditions". *Energy Conversion and Management*, 2005, vol. 46, no. 7, pp. 1073 - 1081.
30. Kenney, F. W. *Energy Conservation in the process industries*. Florida, USA: Academic Press, Inc., 1994.
31. Koch, C.; Czesla, F.; Tsatsaronis, G. "Optimization of combined cycle power plants using evolutionary algorithms". *Chemical Engineering and Processing*, 2007.
32. Kreith, F. *CRC Handbook of Thermal Engineering*. Boca Raton, FL (USA): CRC Press, 2000, 0-8493-9581-X.
33. Kyle, B. G. *Chemical and Process Thermodynamics*. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1992.
34. Lapido, M.; Álvarez, M.; Castellanos, J. *Termodinámica Avanzada*. Cienfuegos. Cuba: Universidad de Cienfuegos, 2006, 959-257-113-9.
35. Laukkanen, T. *A Methodology for Cost-Effective Thermal Integration of Production Plant Sections and the Utility System*, Degree of Licentiate of Science in Technology., Helsinki: University of Technology, 2003.
36. Linnhoff, B. e. a. *A user guide on Process Integration for the efficient use of energy*. UK: Institution of Chemical Engineer, 1996.
37. Linnhoff, B. "General Process Improvements Through Pinch Technology". *Chemical Engineering Progress*, 1988.
38. Ma, G.; Li, X. "Exergetic optimization of a key design parameter in heat pump systems with economizer coupled with scroll compressor". *Energy Conversion and Management*, 2007, vol. 48, no. 4, pp. 1150 - 1159.
39. Madugula, R. *Cycling of Combined-Cycle Plants*, 2004.
40. Moran, M. *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*. New York: John Wiley and Sons, Inc., 2003.

41. Nessler, H.; Preiss, R.; Eisenkolb, P. *Developments in HRSG Technology*, Conference Birmingham, UK: The 7th Annual Industrial & Power Gas Turbine O&M, 2001.
42. Ozgener, L.; Hepbasli, A.; Dincer, I. "Exergy analysis of two geothermal district heating systems for building applications". *Energy Conversion and Management*, 2007, vol. 48, no. 4, pp. 1185 - 1192.
43. Ozgener, O.; Hepbasli, A. "A parametrical study on the energetic and exergetic assessment of a solar-assisted vertical ground-source heat pump.". *Building and Environment*, 2007, vol. 42, no. 1, pp. 11 - 24.
44. Pellegrini, L. F.; de Oliveira, S. "Exergy analysis of sugarcane bagasse gasification". *Energy*, 2007, vol. 32, no. 4, pp. 314 - 327.
45. Ptasiński, K. J.; Prins, M. J.; Pierik, A. "Exergetic evaluation of biomass gasification". *Energy*, 2007, vol. 32, no. 4, pp. 568 - 574.
46. Razani, A.; Roberts, T.; Flake, B. "A thermodynamic model based on exergy flow for analysis and optimization of pulse tube refrigerators". *Cryogenics*, 2007, vol. 47, no. 3, pp. 166 - 173.
47. Serna, M.; Jiménez, A. "An area targeting algorithm for the synthesis of heat exchanger networks". *Chemical Engineering Science*, 2004, vol. 59, no. 12, pp. 2517 - 2520.
48. Starr, F. "HRSG System and Implications for CCGT Plant Cycling". *OMMI*, 2003, vol. 2, No. 1.
49. Talens, L.; Villalba, G.; Gabarrell, X. "Exergy analysis applied to biodiesel production". *Resources, Conservation & Recycling*, 2007, vol. 51, no. 2, pp. 397 - 407.
50. Temir, G.; Bilge, D. "Thermoeconomic analysis of a trigeneration system". *Applied Thermal Engineering*, 2004, vol. 24, no. 17, pp. 2689 - 2699.
51. Tsatsaronis, A. L. "SPECOS: A systematic and general methodology for calculating efficiencies and costs in thermal systems". *Energy*, 2006, vol. 31, no. 8 - 9, pp. 1257 - 1289.
52. Tsatsaronis, G. "Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems". *Progress in Energy and Combustion Science*, 1993, vol. 19, no. 3, pp. 227 - 257.
53. Tsatsaronis, G. "Definitions and nomenclature in exergy analysis and exergoeconomics". *Energy*, 2007, vol. 32, no. 4, pp. 249 - 253.
54. Tsatsaronis, G.; Moran, M. "Exergy-aided cost minimization". *Energy Conversion and Management*, 1997, vol. 38, no. 15 - 17, pp. 1535 - 1542.

55. Ucar, A.; Inalli, M. "Exergoeconomic analysis and optimization of a solar-assisted heating system for residential buildings". *Building and Environment*, 2006, vol. 41, no. 11, pp. 1551 - 1556.
56. Valero, A. "Los balances de Entropía, Exergía y Energía.". *Ingeniería Química*, 1997.
57. Valero, A. "Exergy accounting: Capabilities and drawbacks". *Energy*, 2006, vol. 31, no. 1, pp. 164 - 180.
58. Valero, A.; Lerch, F.; Serra, L.; Royo, J. "Structural theory and thermoeconomic diagnosis: Part II: Application to an actual power plant". *Energy Conversion and Management*, 2002, vol. 43, no. 9 - 12, pp. 1519 - 1535.
59. Verkhivker, G.; Kosoy, B. "Exergy analysis for a gas turbine cogeneration system". *Journal Engineering Gas Turbine Power*, 2001, vol. 118, pp. 782 - 791.
60. Winterbone, D. *Advanced Thermodynamics for Engineers*. London (UK): Arnold, 1997, 0-340-67699-X.
61. Zaleta-Aguilar, A.; Correas-Uson, L.; Kubiak-Szyska, J.; Sierra-Espinosa, F. "Concept on thermoeconomic evaluation of steam turbines". *Applied Thermal Engineering*, 2007, vol. 27, pp. 457 - 466.